

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro - FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

PLD – 4ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de agosto de 2022.

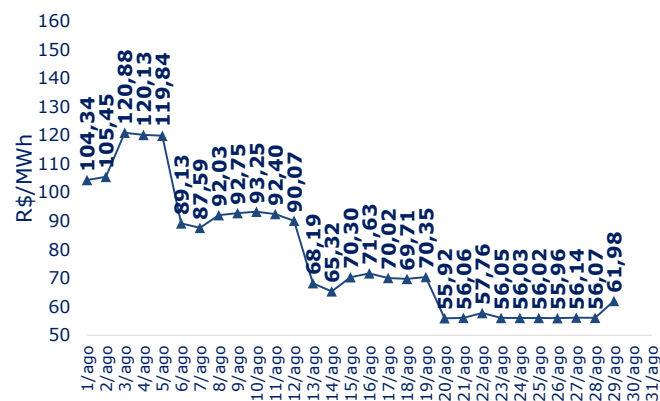


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 20 a 26 de agosto de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

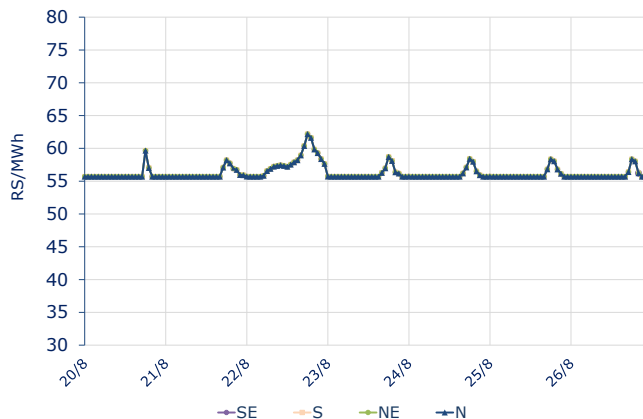


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da quarta semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quarta semana operativa de agosto (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
56,26	56,26	56,26	56,26

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a quarta semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT
65.306	4.019	2.813	13.310	1.367	40.377	3.420

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional - SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 20 a 26 de agosto de 2022.

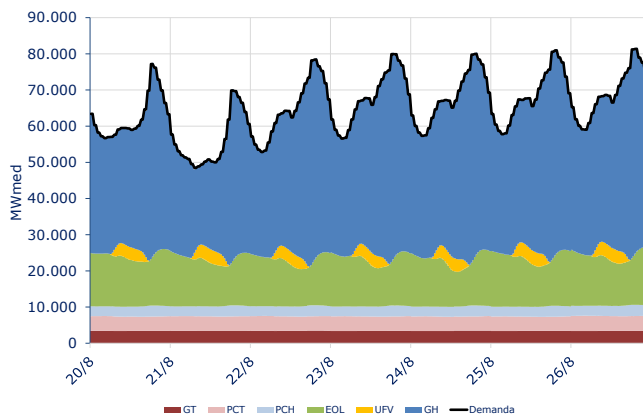


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de agosto a 2 de setembro de 2022. Destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	57,06	57,06	57,06	57,06
Média	56,75	56,75	56,75	56,75
Leve	55,60	55,60	55,60	55,60
Média semanal	56,33	56,33	56,33	56,33

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da quarta semana de agosto e da primeira semana de setembro.

Tabela 4 – Comparação entre a FCF da quarta semana de agosto e da primeira semana de setembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	4ª sem - ago	1ª sem - set	Variação %
SE/CO	52,20	56,33	7,9%
S	52,20	56,33	7,9%
NE	52,20	56,33	7,9%
N	52,20	56,33	7,9%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de aflúncias e de demanda no Sistema Interligado Nacional – SIN, o que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para o ano de 2022 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

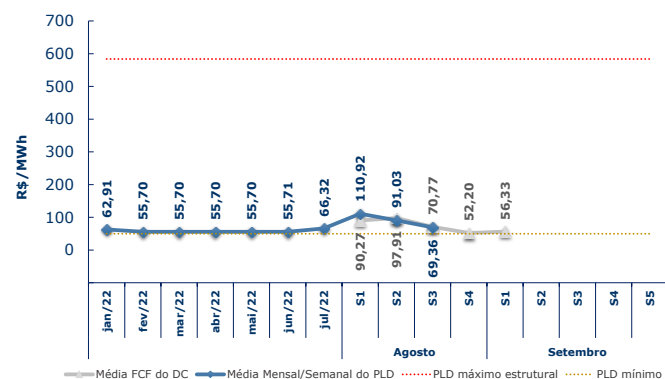


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que, com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de janeiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado).

Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo

DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial.

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 27 de agosto a 2 de setembro, apresentaram variações de 7,9% em todos os submercados, fechando a R\$ 56,33/MWh.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foram uma expectativa de piora nas aflúncias esperadas para o mês de setembro, apesar da realização mais otimista em agosto.

Para agosto de 2022, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 92% da MLT para o sistema, sendo 77% no Sudeste; 133% no Sul; 66% no Nordeste e 80% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de setembro de 2022 fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 69% no Sudeste; 82% no Sul; 66% no Nordeste e 77% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 481 MW médios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -139 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -253 MW médios no submercado Sul, -107 MW médios no submercado Nordeste e 17 MW médios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.131 MW médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -757 MW médios no submercado Sul, -310 MW médios no submercado Nordeste, -653 MW médios no submercado Norte.

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

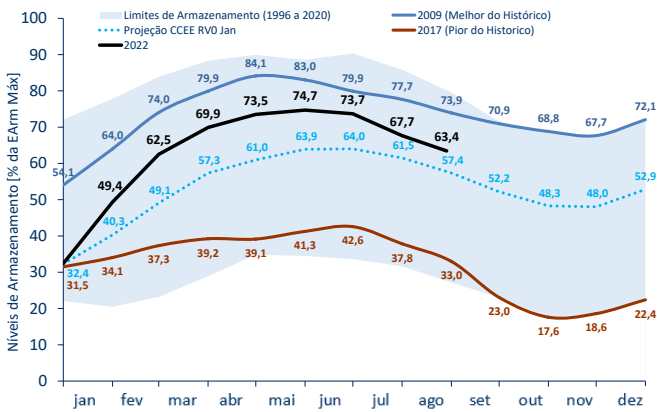


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios ao longo de 2022, com estabilização dos volumes entre os meses de abril e junho, e acentuado deplecionamento ao longo de julho e agosto.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 28 de agosto de 2021, com os verificados no final de julho de 2022, observamos as seguintes variações: -4,8% para o Sudeste, +12,1% para o Sul, -8,9% para o Nordeste e -4,3% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 28 de agosto de 2022 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: +34,9% no Sudeste, +58,4% no Sul, +24,4% no Nordeste e +14,3% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de agosto e setembro de 2022, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 - Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em agosto e setembro de 2022 (em %) - por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
ago/22	61,8%	77,6%	83,5%	89,2%
set/22	56,9%	86,2%	73,9%	85,9%
Diferenças	-4,9%	8,6%	-9,6%	-3,3%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a setembro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para setembro, está igual ou acima da MLT para o REE Itaipu, Sul, Iguaçu e Manaus gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média.

Tabela 6 - ENAs passadas (em % da MLT)

² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

REE	MAI	JUN	JUL	AGO	Ordem	Previsão Setembro % da MLT
Sudeste		80	78	81	3	79
Madeira			54	78	2	94
Teles Pires	88	85	82	79	4	78
Itaipu				115	1	115
Parana				67	1	60
Paranapanema			47	76	2	66
Sul				108	1	104
Iguaçu				153	1	139
Nordeste		64	69	67	3	69
Norte			74	70	2	72
Belo Monte				78	1	79
Manaus				126	1	124

A ordem do PAR (p) indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas - UFV; eólicas - UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, considerou a antecipação da unidade geradora 2 (UG2) da UHE São Roque e a da unidade geradora 4 (UG4) da UHE Curuá-Una.

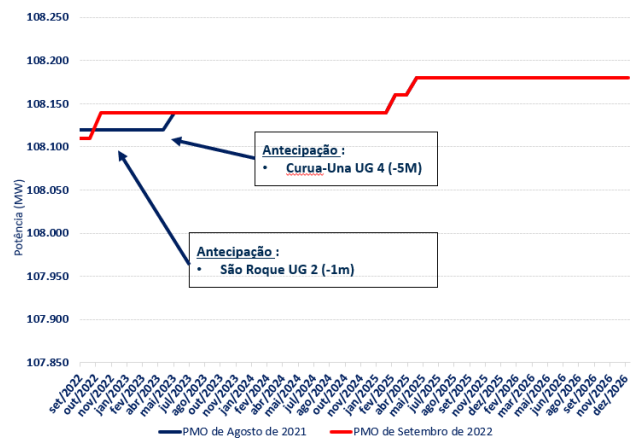


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação das UTEs Edlux X, Rio de Janeiro I, EPP II e Boa Vista, além disso, considera a retirada do horizonte das UTEs Altos, Aracati, Baturité, Campo Maior, Caucaia, Crato, Igatu, Juazeiro do Norte, Marambaia, Nazária, Enguia, Pecém II, Camaçari MII, Cambará e EPP IV. Ainda considera a postergação da expectativa de conexão do Sistema Isolado de Roraima em 10 meses, com tendência para outubro de 2025.

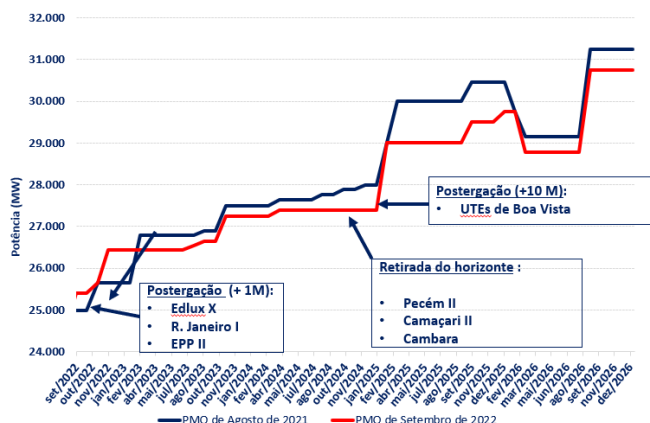


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de agosto e setembro de 2022 é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu elevação da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética – PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma elevação de aproximadamente -30 MWMédios na expectativa para o período. Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -70 MWMédios para o primeiro mês, e 1.086 MWMédios no segundo mês.

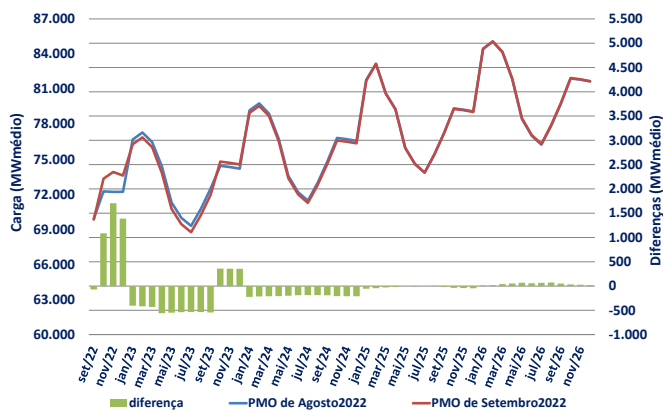


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de agosto e setembro é ilustrada no Gráfico 9.

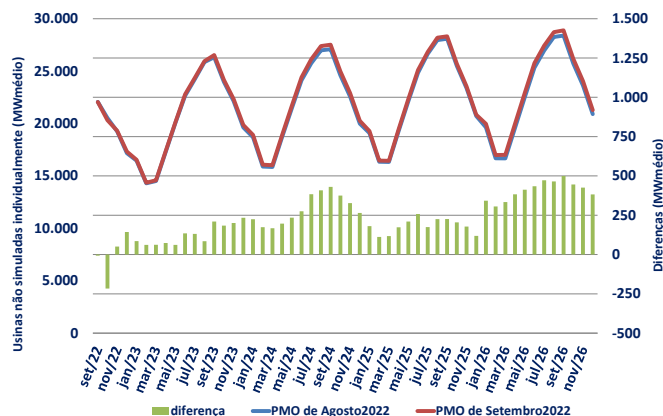


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 231 MWMédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de 500 MWMédios em setembro/2026.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de setembro de 2022 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

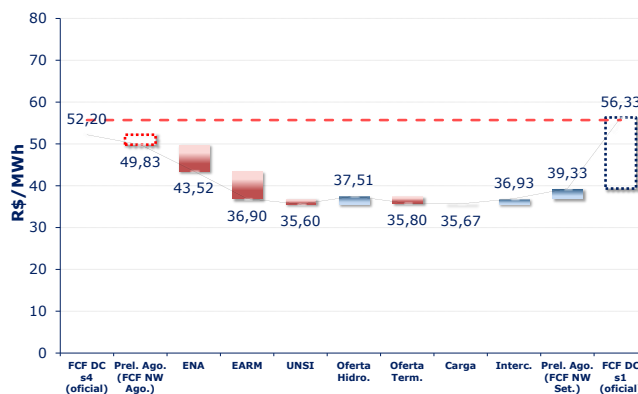


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A atualização da expectativa de ENA para o horizonte de médio prazo resultou em uma redução de cerca de R\$ 6/MWh na FCF. Além disso, os níveis de armazenamento superiores à média das 2.000 séries do mês anterior resultaram na redução em cerca de R\$ 7/MWh.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

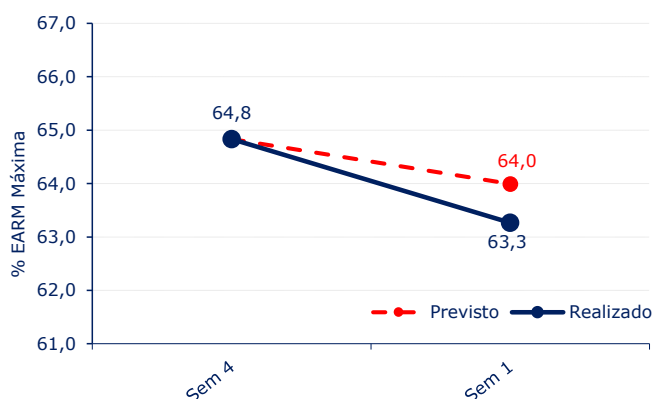


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 64,0% (Energia Armazenada de 187.603 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 63,3% (Energia Armazenada de 185.472 MWmês), o que representou uma queda de -2.131 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de setembro

Submercado	RV0 - previsto		RV0 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	56,8%	116.674	56,6%	116.263	-0,2%	-411
S	89,8%	18.372	86,1%	17.615	-3,7%	-757
NE	74,5%	38.530	73,9%	38.220	-0,6%	-310
N	89,4%	14.027	85,9%	13.374	-4,2%	-653
SIN	64,0%	187.603	63,3%	185.472	-0,7%	-2.131

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de setembro.

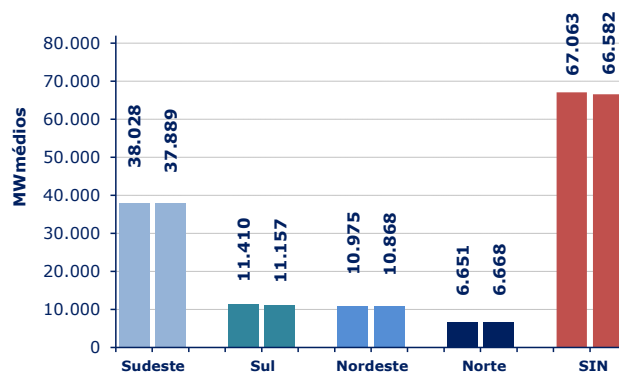


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de setembro na RV3 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de setembro (2ª coluna).

A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de setembro.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-139	-253	-107	17

O indicador de pressão da cadeia global de oferta teve recuo na margem, refletindo em menores custos de produção e redução da pressão na base da cadeia produtiva. Observam-se, internamente, desacelerações inflacionárias causadas pela descompressão do custo de matérias primas, mesmo em um momento em que persistem riscos e impactos associados as restrições sanitárias e às questões geopolíticas. No contexto internacional, o PMI de julho da Zona do Euro indica manutenção da tendência contracionista no PMI Composto, com destaque para a contração apresentada no PMI da indústria. Comportamento análogo é observado para o indicador na França (PMI da indústria de 49,5 em julho contra 51,4 em junho), Alemanha (PMI da indústria de 49,3 em julho contra 52,0 em junho) e Reino Unido (PMI da indústria de 52,1 em julho contra 52,8 em junho). As prévias do PMI (Composto e da Indústria) de agosto mantêm a tendência contracionista do indicador. Já o PMI dos serviços segue um moderado processo de expansão. No contexto doméstico, os índices de confiança do consumidor e da construção de agosto apresentaram avanço, atingindo 83,6 pontos e 98,2 pontos, respectivamente. Destaque para o índice de confiança do consumidor, que avançou 5,4% na margem, alcançando o melhor resultado desde o início da pandemia, muito impactado pela melhora no mercado de trabalho e na inflação. Merece também destaque a disseminação da expansão da confiança do consumidor em todas as faixas de renda, ainda que as menores faixas apresentem aumento mais modesto que as de maior renda. Com relação a inflação, resultados do IPCA-15 mostraram queda de -0,73% m/m em agosto contra +0,13% m/m em julho, com destaque para a desaceleração dos preços administrados (-3,90% m/m) e do índice em cinco dos nove grupos de produtos/serviços. Com isso, reforçam-se as perspectivas de encerramento do ciclo de aperto monetário e de crescimento do PIB em patamares superiores aos 2,0% em 2022.

O Gráfico 8 apresenta a carga de agosto de 2022. Em termos mensais, o PMO de agosto projetou uma carga para o SIN no valor de 68.039 MWmédios, enquanto a carga verificada no PMO de setembro para o mês de agosto foi de 66.638 MWmédios. Comparando com os valores verificados em agosto de 2020, houve para o SIN, um aumento de +2.024 MWmédios (+3,13%) e comparando com os valores verificados

em agosto de 2021, houve uma redução de -1.019 MWmédios (-1,51%).

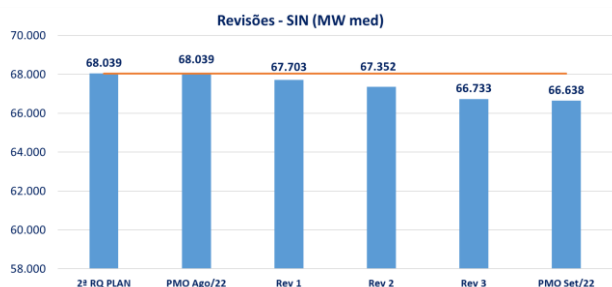


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de Agosto e Setembro

O Gráfico 14 apresenta a carga de setembro de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 69.844 MWmédios para o SIN. Comparando com os valores verificados em setembro de 2020, houve para o SIN, um aumento de +541 MWmédios (+0,8%) e comparando com os valores verificados em setembro de 2021, houve uma redução de -848 MWmédios (-1,2%). Vale ressaltar que a carga projetada do PMO de setembro somente difere da projetada pela 2ª RQ do PLAN para o submercado Norte, havendo uma redução de -70 MWmédios (-0,1%) para o SIN.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MWmédios e percentuais, da carga projetada do PMO de setembro 2022 e em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2022-2026. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em setembro de 2021, observa-se uma redução de -1.268 MWmédios (-2,0%) da carga nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste e um aumento de +420 MWmédios (+6,6%) no submercado Norte. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta.

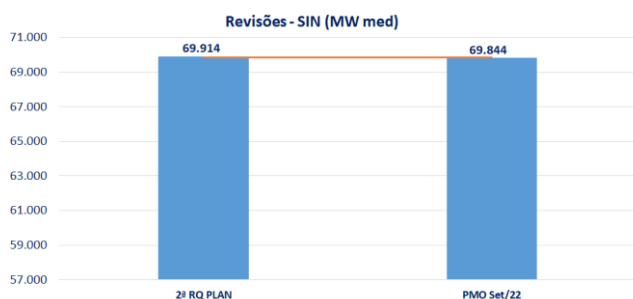


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Setembro

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se uma redução de -70 MWmédios (-1,0%) na carga prevista para o submercado do Norte.

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Set/22 e a carga observada em Ser/21 e a projeção do 2ª RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MWmédios (%) ante	
	Set/21	2ª RQ PLAN (22-26)
Sudeste/Centro-Oeste	-665 (-1,6%)	-0 (-0,0%)
Sul	-34 (-0,3%)	-0 (-0,0%)
Nordeste	-569 (-4,8%)	-0 (-0,0%)
Norte	+420 (+6,6%)	-70 (-1,0%)
SIN	-848 (-1,2%)	-70 (-0,1%)

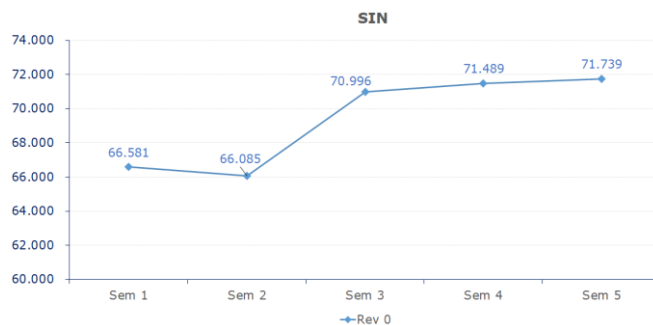


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de Setembro de 2022

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de setembro são apresentados no **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e totalizam uma carga prevista de 66.581 MWmédios para o SIN, sendo o submercado Sudeste/Centro-Oeste responsável por 57% da carga.

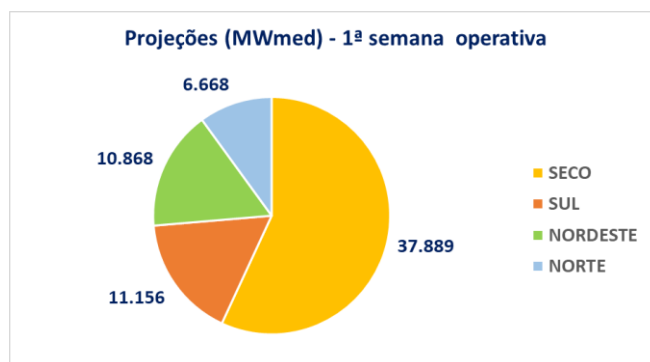


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de Setembro por Submercado

A Tabela 10 ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN:

Tabela 10 – Carga prevista para o mês de Setembro de 2022

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	66.581	66.085	70.996	71.489	71.739

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

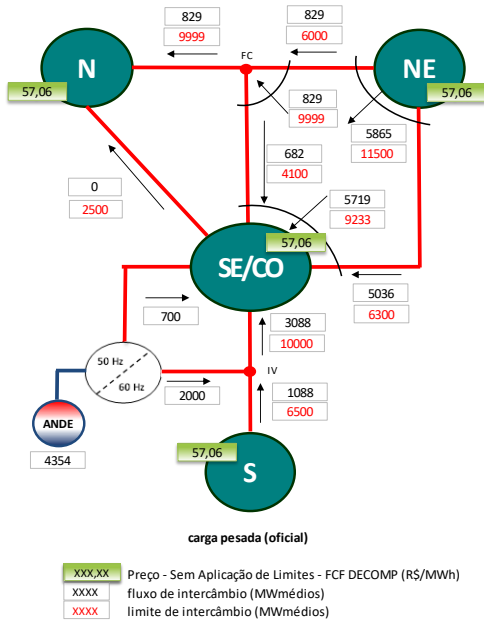


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

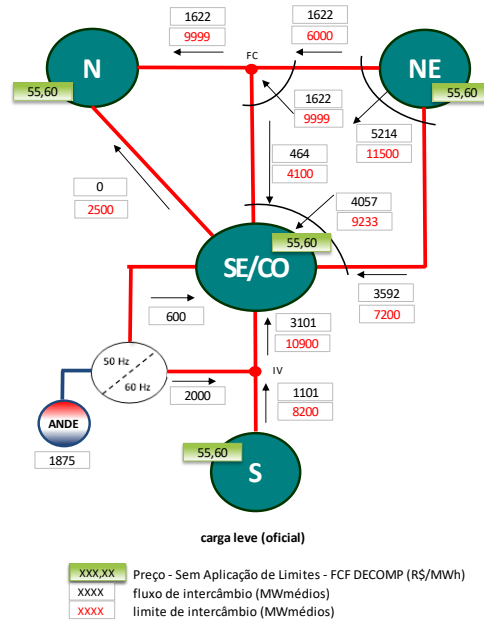


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

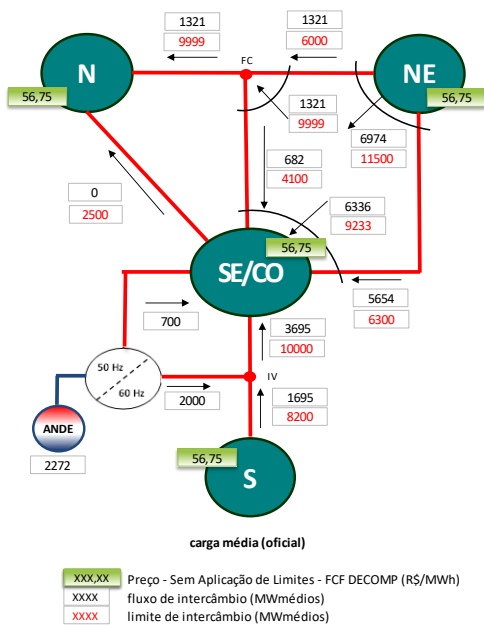


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Para a primeira primeira semana operativa de setembro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 20 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

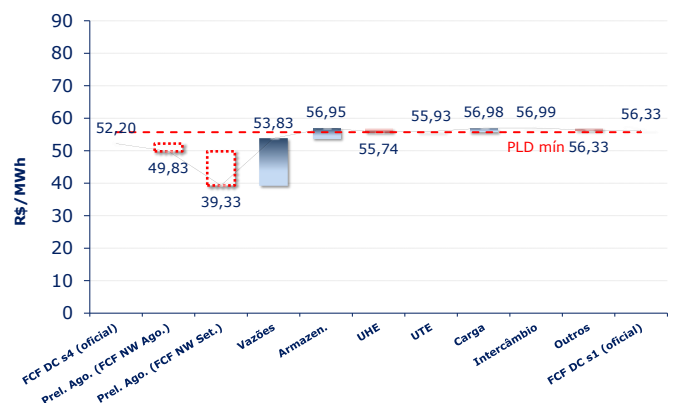


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluições, quando comparada com a média do segundo mês da RV3 de agosto, elevou a FCF em aproximadamente R\$ 14,50/MWh. Além disso, o armazenamento realizado abaixo da expectativa anterior, elevou em cerca de R\$ 3/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

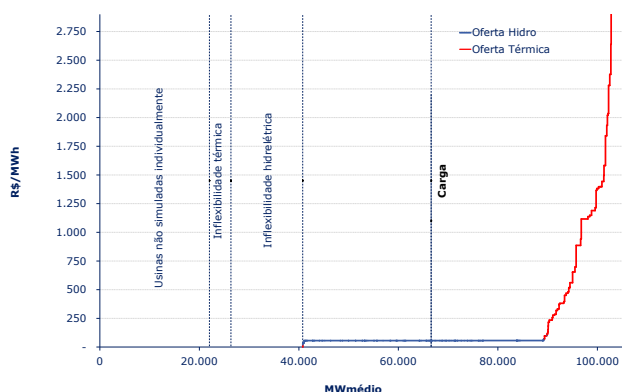


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – agosto e setembro de 2022

O Gráfico 22 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2022.

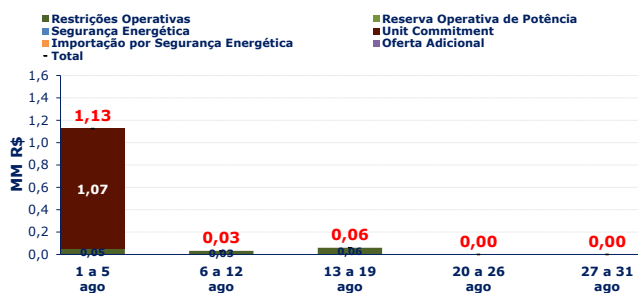


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 11 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Norte	0,05	0,03	0,06	-	-	0,14
Total	0,05	0,03	0,06	0,00	0,00	0,14
Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	1,07	-	-	-	-	1,07
Total	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1,07
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 1,22 milhão, sendo R\$ 1,07 milhão por unit commitment e R\$ 0,14 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro de 2022.



Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de setembro.

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de setembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 12 não resulta na expectativa de ESS para o mês de setembro.

O valor estimado de geração para o período de 1º de agosto a 25 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de agosto são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação.

A expectativa para o período de 29 de agosto a 30 de setembro de 2022 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 0 de setembro de 2022.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é

nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para agosto é apresentada no Gráfico 24.

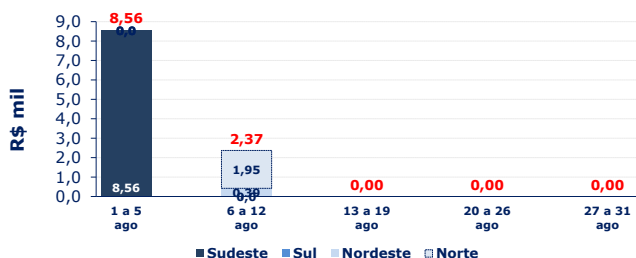


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 10,9 mil em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para setembro é apresentada no Gráfico 25.

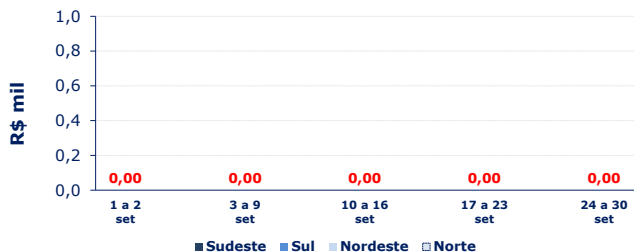


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 não resulta na expectativa de custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para setembro.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 26 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para agosto de 2022.

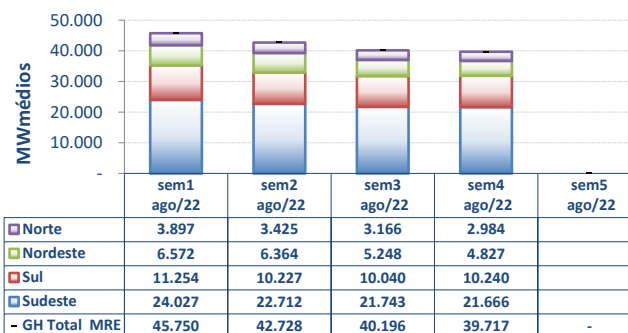


Gráfico 26 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para agosto e setembro de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – junho/2022”, publicado em 9 de agosto de 2022 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022.

O valor estimado de geração para o período de 1º de agosto a 25 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de agosto são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação.

A expectativa para o período de 29 de agosto a 30 de setembro de 2022 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 0 de setembro de 2022.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico a fim de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2022, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de agosto de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

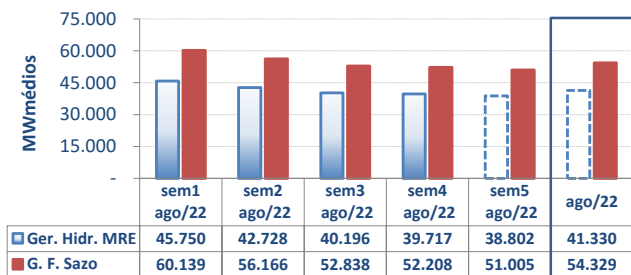


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2022

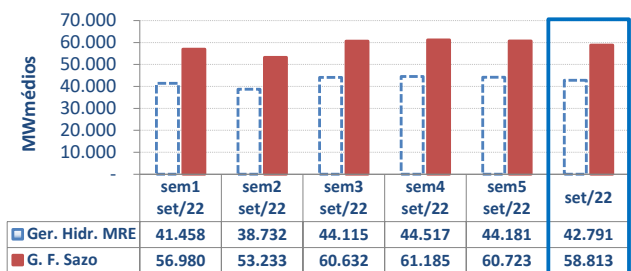


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2022

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de agosto e setembro de 2022 (ainda não contabilizados).

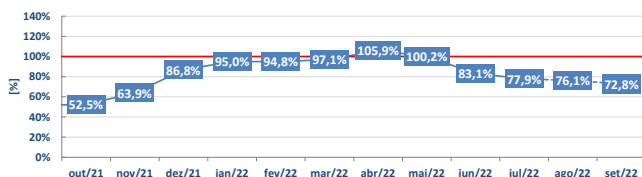


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 e no Gráfico 31 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

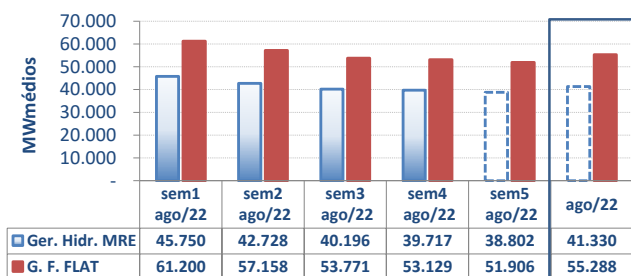


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2022

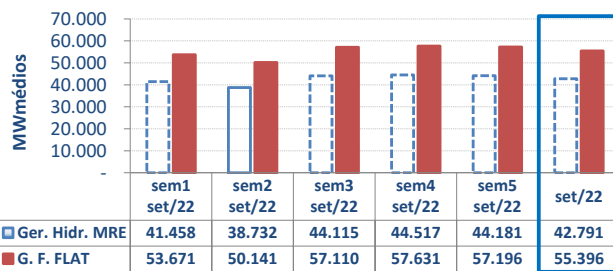


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro de 2022

O Gráfico 32 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de agosto e setembro de 2022 (ainda não contabilizados).

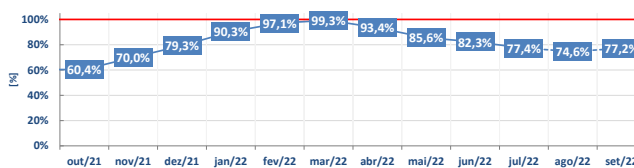


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 33 até o Gráfico 36 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de setembro de 2022 a outubro de 2023.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: Limite Superior (LS) e Limite Inferior (LI) da realização de ENA do mês de setembro de 2022.

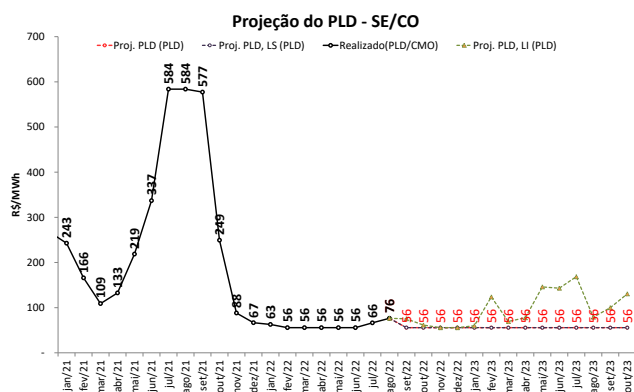


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

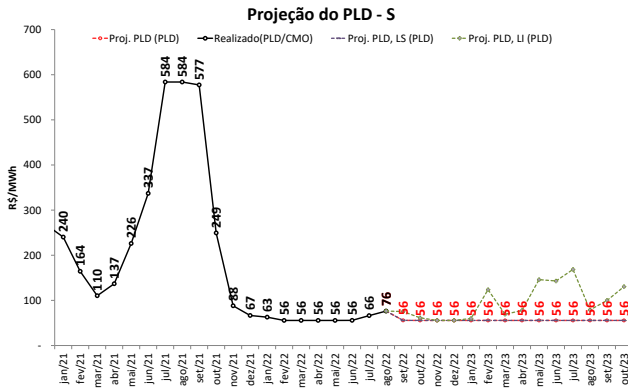


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

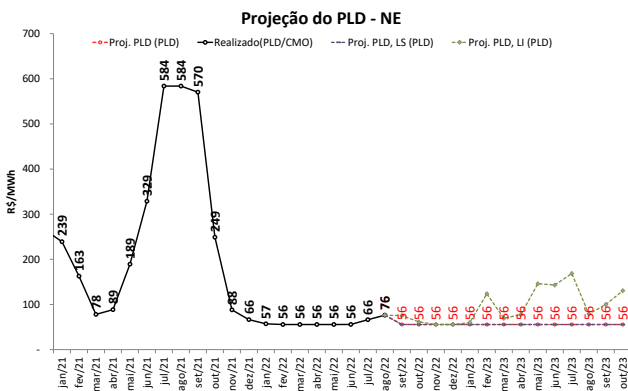


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

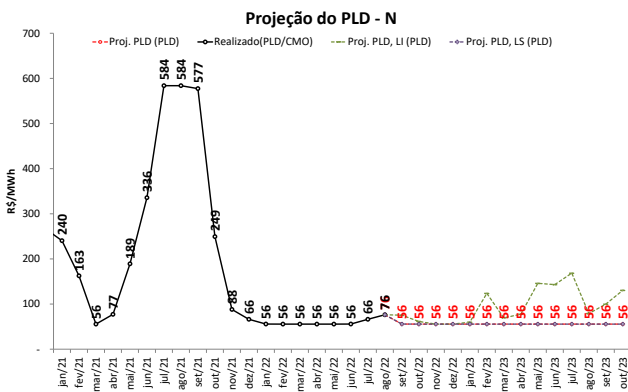


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 13 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de setembro de 2022 a outubro de 2022.

SE/CO	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	out/23
Proj. PLD	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LS	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LI	76	75	61	56	56	60	124	69	78	146	143	169	79	130

S	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	out/23
Proj. PLD	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LS	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LI	76	75	61	56	56	60	124	69	78	146	143	169	79	130

NE	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	out/23
Proj. PLD	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LS	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LI	76	75	61	56	56	60	124	69	78	146	143	169	79	130

N	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	out/23
Proj. PLD	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LS	76	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Proj. PLD, LI	76	75	61	56	56	60	124	69	78	146	143	169	79	130

Tabela 13 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a quarta semana operativa de agosto de 2022 não foram identificadas inconsistências.